(E) ISSN: 3030-3214
Volume 3, № 3
2025

УДК: 622.32 10.70769/3030-3214.SRT.3.3.2025.2

АНАЛИЗ И ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ В ОБЛАСТИ РАЗВЕДКИ И РАЗРАБОТКИ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В ВОСТОЧНО-УСТЮРТСКОМ РЕГИОНЕ

Хайитов Одилжон Гафурович

д. г.-м. н. (DSc), проф., Профессор кафедры «Горное дело» ТГТУ им. И.А.Каримова, Ташкент, Узбекистан
E-mail: o_hayitov@mail.ru
ORCID ID: 0000-0002-7735-5980

Орынбаев Бахтжон Аметович

к.т.н., начальник отдела разработки нефтяных и газовых месторождений Устюртского газодобывающего управления, АО «Ўзбекнефтегаз», Кунград, Узбекистан
E-mail: baxtjan@mail.ru
ORCID ID: 0009-0000-1990-8009

Аннотация. *В статье рассматривается информация об открытиях и разрабатываемых месторождениях в регионе Восточного Устюрта, где накоплены ценные геологические, геофизические и промысловые материалы в период 1960-2025гг.. Статья также посвящена повышению эффективности разведки и разработки сложных месторождений на основе геологических, геофизических и геолого-промысловых данных, уточнения строения залежей с учетом бурения новых оценочно-эксплуатационных и эксплуатационных скважин, и проведения геолого-технологических мероприятий. При реализации геолого-технических мероприятий (ГТМ) внедрены современные передовые технологии, направленные на повышение выработки остаточных запасов газа из сложнопостроенных месторождений. В целях оценки эффективности научно обосновано применение геотехнологий метода контроля при осуществлении ГТМ.*

Ключевые слова: *месторождение, динамика, Восточный Устюрт, запас, скважина, ГРР, ГТМ, КИГ, плотность бурения, успешности ресурсов.*

SHARQIY USTYURT O‘LKASI GAZKONDENSAT KONLARINI IZLASH VA O‘ZLASHTIRISH SOHASIDA O‘TKAZILGAN GEOLOGIK VA TEXNOLOGIK TADBIRLAR SAMARADORLIGINI TAHLIL QILISH VA BAHOLASH

Hayitov Odiljon G‘ofurovich

g.-m.f.d DSc, Islom karimov nomidagi TDTU Konchilik ishi kafedrasi professori, Toshkent, O‘zbekiston

Orinboyev Baxtjon Ametovich

t.f.n., “O‘zbekneftegaz”AJ, Ustyurtgazqazibchiqarish boshqarmasi neft va gaz konlarini ishlatish bo‘limi boshlig‘i, Qo‘ng‘irot, O‘zbekiston

Annotatsiya. *Maqolada 1960-2025-yillarda Sharqiy Ustyurt o’lkasidagi sanoatga ahamiyatli geologik, geofizik va ishlab chiqarish materiallari asosida izlab topilgan va o‘zlashtirilgan konlar to‘g‘risidagi ma’lumotlar tahlil qilingan. Maqolada, shuningdek, geologik, geofizik va sanoat-geologik ma’lumotlari asosida murakkab konlarni qidirish va o‘zlashtirish samaradorligini oshirish, yangi baholash va ishla-*

(E) ISSN: 3030-3214
Volume 3, № 3
2025

tish quduqlarini burg'ulashni hisobga olgan holda konlar tarkibini aniqlashtirish, geologik va texnologik tadbirlarni amalga oshirishga bag'ishlangan. Geologik-texnik tadbirlarni (GTT) amalga oshirishda murakkab tuzilgan konlardan qoldiq gaz zaxiralarini o'zlashtirishni ko'paytirishga qaratilgan zamonaviy ilg'or texnologiyalar joriy etildi. Geologik-texnik tadbirlarni samaradorligini baholash uchun ilmiy asoslangan geotexnologiyalarning nazorat usulidan foydalanilgan.
Kalit so'zlar: *kon, dinamika, Sharqiy Ustyurt, zaxira, quduq, geologik qidiruv, geologik-texnik tadbirlar, quduqni burg'ulash, burg'ulash zichligi.*

ANALYSIS AND EVALUATION OF THE EFFICIENCY OF GEOLOGICAL AND TECHNOLOGICAL MEASURES IN THE FIELD OF EXPLORATION AND DEVELOPMENT OF GAS CONDENSATE FIELDS IN THE EAST USTYURT REGION

Hayitov Odiljon Gafurovich
Doctor of Geological and Mineral Sciences, Professor, Professor of the Department of Mining, TSTU named after I.A.Karimov, Tashkent, Uzbekistan

Orynbaev Bakhtzhon Ametovich
PhD, Head of Oil and Gas Field Development Department, Ustyurt Gas Production Department, Uzbekneftegaz JSC, Kungrad, Uzbekistan

Abstract. *The article considers information on discoveries and fields under development in the Eastern Ustyurt region, where valuable geological, geophysical and field materials have been accumulated in the period 1960-2025. The article is also devoted to improving the efficiency of exploration and development of complex fields based on geological, geophysical and geological-field data , clarifying the structure of deposits taking into account the drilling of new appraisal and production wells , and carrying out geological and technological measures. When implementing geological and technical measures (GTM), modern advanced technologies have been introduced aimed at increasing the production of residual gas reserves from complex fields. In order to assess the effectiveness, the use of geotechnologies of the control method in the implementation of GTM is scientifically substantiated.*
Keywords: *field, dynamics, Eastern Ustyurt, reserve, well, geological exploration, geological and technical measures, well drilling, drilling density, resource success.*

Введение. Геологоразведочные работы на нефть и газ в пределах Восточно Устюртского нефтегазоносного региона были начаты в 1960г., и в результате чем более шестидесятилетних поисков и разведки на исследуемом регионе открыто 30 газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатной месторождений, в том числе в промышленной разработке находятся 19 месторождений (Шахпахты, Урга, Шаркий Бердак, Сургил, Бердак-Шимолий Бердак, Дали, Арслан, Инам, Бескала, Куйи Сургил, Қуйи Шарқий Бердақ, Гарбий Қуйи Сургил, Акчалак, Кокчалак, Карачалак, Тиллали, Гарбий Борсакелмас, Шагырлык и Западный Арал), из них самыми крупными по запасам являются 6 газовых и газоконденсатных месторождений (ГКМ) Шарқий Бердақ, Бердақ - Шимолий Бердақ, Сургил, Шахпахты, Урга и Арслон, остальные средние и мелкие [1; с. 42-43, 2; с. 66-73]. На рисунке 1 показана динамика накопленной добычи и прироста запасов газа по категориям C_1, C_2, C_3. На рисунке 2 изображен реальный график того, что с начала разработки из недр извлечено 128,4 млрд. м^3 природного газа, или 19,4 % начальных запасов открытых месторождений. Здесь 37 % из числа открытых месторождений не разрабатываются.

Методология. Опираясь на исследовательскую работу Г.С. Абдуллаева и др. [3; с. 22] в регионе Восточный Устюрт, необходимо подчеркнуть тот факт, что разведка нефтяных и газовых месторождений свидетельствует о высоком геологическом потенциале и возможности ускорения геологоразведочных работ в ближайшем будущем.

Актуальные проблемы разведки и разработки месторождения Восточно-Устюртского региона являются:

(E) ISSN: 3030-3214
Volume 3, № 3
2025

- значительным отставанием темпов добычи газа и газового конденсата от прироста запасов, связанные с большим количеством остаточных и разведанных геологических запасов в недрах;

- геологическим потенциалом новых месторождений значительно ниже запасов на уже промышленно разрабатываемых месторождениях;

- возрастание доли трудноизвлекаемых запасов на вновь разведанных и разведываемых месторождениях.

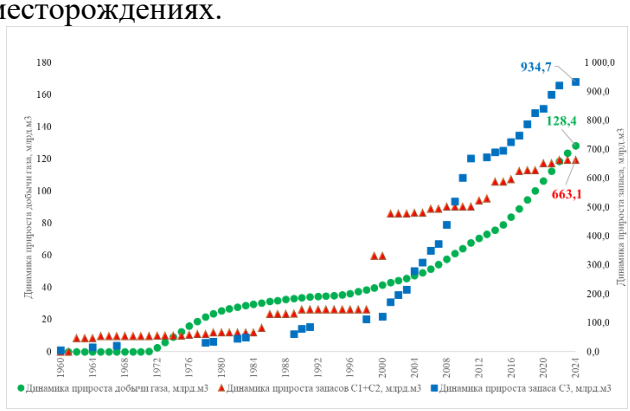

Рис.1. Динамика прироста добычи газа, запасов С1+С2 и запаса С3 по Восточно-Устюртскому региону.

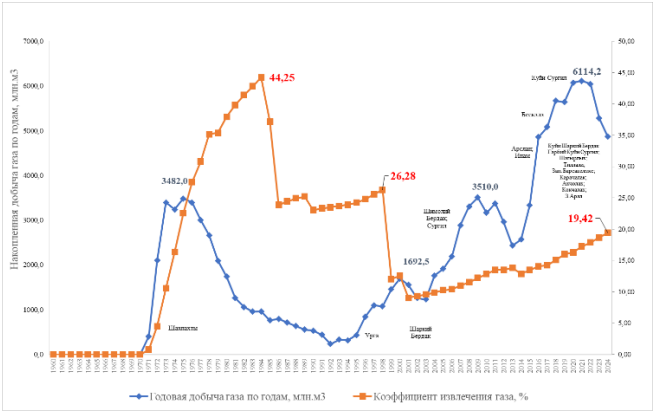

Рис.2. Динамика изменения годовой добычи газа и коэффициента извлечения газа (КИГ) по Восточно-Устюртскому региону.

К основным условиям, предъявляемым для достижения высокой эффективности геологоразведочных работ (далее ГРР) на нефть и газ, относятся [4; с. 518, 5; с/ 64-66]:

1) удовлетворение потребностей добывающих компаний в запасах нефти, газа и газового конденсата;

2) обеспечение необходимой пропорциональности между извлекаемыми и подготовленными запасами;

3) рациональное размещение глубокозалегающих, дорогостоящих и геологически рискованных поисково-разведочных структур-месторождений;

4) внедрение новых технологии, применяемых при подготовке запасов, не допуская резкого увеличения их себестоимости;

5) повышение эффективности подготовки запасов с количественной и качественной точек зрения, их широкое использование в качестве экономического механизма развития страны при использовании их в условиях отечественной и зарубежной рыночной экономики.

Сложность и высокая стоимость разведки газовых месторождений привели к необходимости все работы, связанные с извлечением газа, его промысловой подготовкой и транспортом к потребителю, вести в два основные этапа. Промышленная разведка и разработка месторождений представляет собой единый процесс, от успешного и правильного осуществления которого зависят сокращение числа разведочных скважин и ускоренный ввод в разработку [6; с.14].

Исходя из этих условий можно сформулировать общий критерий эффективности геологоразведочных работ как:

1. Коэффициент извлечения газа (далее КИГ) – это отношение величины суммарной добычи газа на группе месторождений с начала опытно-промышленной эксплуатации **к** величине начальных суммарных геологических запасов газа по категорям C_1 и C_2, выраженное в долях единицы.

$$К_{киг} = \frac{\sum_{i=1}^{n} Qнак.доб.}{\sum_{i=1}^{n} V_{ABC_1+C_2}} \times 100\ [\%]$$

где, n - количество открытых месторождений; $Q_{нак.доб.}$ - накопленная добыча газа по региону, $V_{ABC_1+C_2}$ – объем запасов ABC_1+C_2 в куб. метрах.

2. Плотность буровой изученность региона – это отношение объема проходки бурения к площади исследуемого геологического объекта, которое записывается в виде:

(E) ISSN: 3030-3214
Volume 3, № 3
2025

$$П_{пл.бур} = \frac{V_{объем.бур}}{S_{площадь}} \left[\frac{м}{м^2}\right]$$

где, $V_{объем.бур}$ – объем бурения в метрах, $S_{площадь}$ – площадь изучаемой территории.

3. Коэффициент подтверждаемости перспективных ресурсов – это отношение запасов $АВС_1$+$С_2$ к ресурсам $С_3$, которое записывается в виде

$$К_{подтверж.} = \frac{V_{ABC_1+C_2}}{V_{C_3}} \left[\frac{м^3}{м^3}\right]$$

где, $V_{ABC_1+C_2}$ – объем запасов $АВС_1$+$С_2$ в куб. метрах, V_{C_3}- объем запасов $С_3$ в куб. метрах.

4. Коэффициент успешности разведки (поисков) – это отношение числа открытых месторождений к числу пробуренных структур, которое записывается в виде:

$$К_{успешности} = \frac{N_{месторож.}}{N_{структур} + N_{месторож.}}$$

где, $N_{месторож.}$ – количество фактически открытых месторождений, $N_{структур}$ – количество фактически пробуренных структур.

5. Удельные показатели эффективности глубокого бурения – это прирост запасов по категориям $АВС_1$ на 1 метр проходки бурения, которое записывается в виде [7; с. 31]:

$$У_{бур.} = \frac{V_{ABC_1+C_2}}{V_{объем.бур}} \left[\frac{м^3}{м}\right]$$

где, $V_{ABC_1+C_2}$ – объем запасов $АВС_1$+$С_2$ в куб. метрах, $V_{объем.бур}$ – объем бурения в метрах.

6. Эффективность мероприятий – это дополнительная добыча газа, накопленная с течением времени в результате комплексных геолого-технологических мероприятий, которое записывается в виде:

$$Q_{ГТМ}(t) = \sum_{i=1}^{n} Q_i(t)$$

где, $Q_i(t)$ – накопленная добыча газа по результатам i - го мероприятия, млн. м^3.

n – количество фактически выполненных мероприятии.

$Q_{ГТМ}(t)$ – суммарная добыча газа по результатам комплексных мероприятий, млн. м^3.

7. Материальный баланс продуктивной залежи – непрерывный мониторинг за падением пластового давления при промышленном отборе флюида из залежи вновь введенных из ГРР в пробную или опытно-промышленную эксплуатацию (далее ОПЭ) залежи [8; с.65]:

$$V_{др}(t) = \frac{Q_{отб}(t)}{\frac{P_H}{Z_H} - \frac{P(t)}{Z[P(t)]}} * \frac{P_H}{Z_H}$$

где, $V_{др}(t)$ – дренируемые запасы, млн. м^3.

$Q_{отб}(t)$ – суммарный отбор газа сначала разработки месторождения на дату замера статических пластовых давлений в скважинах, млн. м^3.

P_H, $P(t)$ – начальное и текущее пластовое давление, МПа,

Z_H, $Z[P(t)]$ – коэффициенты сверхсжимаемости газа, соответствующее начальному и текущему пластовым давлениям и пластовой температуре.

На рисунке 2 показана история газодобывающей промышленности Восточно-Устюртского регииона (Узбекская часть) условно можно разделить на следующие этапы.

Первый этап – с 1971 по 1995-е годы

В этот период добыча газа в регионе связана, в основном, с зарождением газовой промышленности по Шахпахтинскому ступенью, хотя бурение на нефть велись и в других регионах Узбекистана. В 1975 году максимальная годовая добыча в регионе составляла в объеме 3,482 млрд.м^3 в год. Текущий КИГ достигнуто до максимального значения 44%. В этот период все объемы добытого газа осуществлялись за счет газоконденсатного месторождения Шахпахта.

Второй этап – с 1995 по 2002-е годы

Годовой показатель добычи газа составил максимальный объем в размере 1,693 млрд. м^3 за короткий период времени. В этот период на промышленном уровне разрабатывались только месторождений Урга и Шахпахта. В то же время КИГ в регионе в целом снизился с 27% до 10%. Основной причиной этого является открытие нетрадиционных месторождений с ростом трудноизвлекаемых запасов углеводородов, а также их расположение вдали от систем инфраструктуры, которые в настоящее время находятся в промышленной эксплуатации.

Третий этап – с 2002 по 2015-е годы

Важной особенностью этого периода этого

(E) ISSN: 3030-3214
Volume 3, № 3
2025

периода является экстенсивное, интенсивное и форсированное развитие газовой промышленности, связанное с промышленным открытием из геологоразведочных работ большого числа новых газоконденсатных месторождений, в результате чего запасы по категориям C_1 и C_2 увеличиваются в 5 раз. В 1998 году в соответствии с Протоколом поручений Президента Республики Узбекистан И.А. Каримова от 11.02.98г. разработана «Программа изучения перспективности плато Устюрт и акватории Аральского моря» под руководством А.А. Абидова, Х.Б. Жумаева, направленная на усиление геологоразведочных работ в Устюртском нефтегазоносном регионе. В целях выполнения данной Программы в 2001 году под руководством А.А. Абидова, Т.Л. Бабаджанова было разработано мероприятие «Программа по развороту геофизических работ с целью обеспечения глубокого бурения фондом структур на период 2001-2003гг. Во второй период основной объем бурения приходится на Судочий прогиб, и на Бердах-Тахтакаирский и Куаныш-Коскалинский валы. Здесь необходимо вкратце отметить, что за счет глубокого бурения в кратчайшие сроки, начиная с 1998 по 2006 год в прогибе Судочье, Бердах-Тахтакаирском вале открыты газоконденсатные месторождения Шарқий Бердақ, Шимолий Бердақ, Сургил, Шеге, Дали и Шагирлиқ с суммарными первоначальными запасами свыше 300 млдр.м^3 природного газа. В 2009 году максимальная годовая добыча в регионе составляла в объеме 3,510 млрд.м^3 в год.

Четвертый этап – с 2015 года по настоящее время

Данный этап истории развития отечественной газовой промышленности является плановым. В этот период совершенствуется бурение газовых и газоконденсатных скважин и на месторождении Арслан также велось строительство установки комплексной подготовки газа, где подготавливаются газы с газоконденсатных месторождений Қуйи Сургил, Қуйи Шарқий Бердақ, Ғарбий Қуйи Сургил для дальнейнего транспортировки. Здесь необходимо подчеркнуть, что в соответствии с постановлением Президента Республики Узбекистан Ш.М. Мирзиёева, от 09.03.2017г., в рамках «Программы по увеличению добычи углеводородного сырья на 2017-2021 годы», одним из самых престижных достижений в области разведки и разработки месторождений стало открытие и ускорение добычи углеводородов на промышленном уровне по месторождениям Қуйи Сургил, Қуйи Шарқий Бердақ, Ғарбий Қуйи Сургил с суммарными первоначальными запасами свыше 40 млрд. м^3 природного газа. Эти газоконденсатные месторождения введены в ОПЭ соответственно в 2018, 2021 и 2021 годах, из которых общее количество пробуренных скважин в настоящее время составляет 40, 28 и 12. Срок ОПЭ обосновывается индивидуальным проектом, но не более пяти лет [9; с. 18]. На рисунке 2 представлена динамика годовой добычи газа. Совершенно очевидно, что плановое развитие газового комплекса и государственное урегулирование этого развития составляют основу столь динамичного роста добычи газа на этом этапе. В 2021 году максимальная годовая добыча в регионе составляла в объеме 6,1 млрд.м^3 в год. С другой стороны, на этот процесс оказало положительное влияние и создание на данном этапе мощной научной базы «Центр моделирования нефтегазовых месторождений» и «Центр управления бурением» в АО «Узбекнефтегаз». Широко применяются современные технологии, материалы и оборудование на всех стадиях поисков, разведки и разработки месторождений. Современная вычислительная техника расширила возможности поиска рациональных решений сложнейших задач нефтегазового комплекса.

Основываясь на исследовательскую работу М.Н. Кравченко [10; с. 6], можно выделить следующие группы по степени изученности структурно-тектонических элементов 1-го или 2-го порядка:

1. Сверхвысокая степень разбуренности – свыше 100 м/км^2;
2. Высокая степень разбуренности – от 50 до 100 м/км^2;
3. Средняя степень разбуренности – от 10 до 50 м/км^2;
4. Низкая степень разбуренности – от 1 до 10 м/км^2;
5. Весьма низкая разбуренности – ниже 1 м/км^2.

(E) ISSN: 3030-3214
Volume 3, № 3
2025

По разрезу буровая изученность Восточно-Устюртского региона в пределах 1-го тектонического элемента также неравномерна (см. рис.3). Средняя плотность бурения весьма разнообразна – от 0,56 до 22,1 м/км^2, и ее распределение по времени имеет функциональную зависимость от объема пробуренных скважин. Как ранее изучала Милосердова, существует определенная закономерность во взаимосвязи между успешности разведки и плотностью бурения [11; с.149]. Несмотря на большую площади наиболее достаточно изучены бурением тектонические элементы I-го порядка Северо-Устюртской и Южно-Мангышлакской впадины, где плотность бурения составили 22,1 и 19,1 м/км^2 соответственно. Еще одна очень низкая плотность бурения наблюдалась в Восточно-Аральском впадине, где ее значение составляло 0,56 м/км^2. Научно-исследовательская работа М.Г. Юлдашева [12; с. 18] показывает различные месторождения в тектонических элементах второго порядка Восточного Устюрта, с наибольшей плотностью бурения на Куаныш-Коскалинской вале (см. рис.4). Но, при этом важно подчеркнуть, что несмотря на среднее значение плотности бурения по Бердах-Тахтакаирскому валу и Шахпахтинской ступени, коэффициенты успешности открытия месторождений составили 0,402 и 0.250 каждые. Однако, по Куаныш-Коскалинскому валу данный коэффициент равно 0,140 (см. рис.5). Таким образом, в результате более чем шестидесятилетних поисков и разведки нефти и газа на Восточно-Устюртской территории, большая часть залежи и запасов углеводорода открыты в юрских отложениях. Эффективность геологоразведочных работ на нефть и газ зависит от текущей изученности региона, и в разные годы существенно различалась. По мере разведанности, в начальном этапе ГРР растет, затем по мере приближения к завершающему этапу уменьшается [13; с.84].

Средние удельные показатели эффективности глубокого бурения, и распределение его крайне неравномерное характеризующие объем приростов запасов УВ категорий C_1+C_2 на скважину и на метр бурения, имеют следующие значения. На метр проходки скважин приращено от 1,2 до 30,5 млн. м^3 запасов указанных категорий (см. рис.6).

В регионе Восточный Устюрт коэффициент подтверждения ресурсов углеводородов категории C_3 в целом также неравномерно распределен во времени (см. рис.7). Данный регион можно разделить на три периоды в соответствии с коэффициентом подтверждения ресурсов: 1) 1961-1990гг; 2) 1991-1998гг.; 3) 1999-2025гг. В первом периоде наблюдается резкое увеличение коэффициента подтверждения запасов, то есть по отношению к ресурсу запас увеличился в 7,9 раза. Также этот период является открытия месторождений Шахпахты, Куаныш, Гарбий Барсакелмас, Акчолак и Урга. Второй период освоения Восточно-Устюртского региона (1991-1998) характеризуется открытием и промышленной разработки двух месторождений Кокчалак (№№3,21) и Карачалак (№№5,21) с залежами газоконденсата в палеозойских отложениях. Отличие второго периода от первого периода в том, что на протяжении почти 8 лет не наблюдалось увеличения коэффициента подтверждения. Без преувеличения, третий период можно считать важным и наиболее значимым периодом в истории изучения региона Восточный Устюрт [14; с. 14, 15; с.5-10]. Следует также отметить, что в третий период количество буровых установок для бурения терригенных залежей нижней юры удвоилось в целях прироста запасов, а также их вовлечения в разработку. Основная причина этого связана с открытием очень сложных типов геологических структур в Бердак-Тахтакаирском вале и Судочем палеопрогибе.

На рисунке 8 построен график зависимости приведенного пластового давления от отбора газа. Оцененные дренируемые запасы газа месторождения Куйи Сургил, Гарбий Куйи Сургил и Куйи Шаркий Бердак оцениваются в объемах 19,490 млрд. м³, 5,330 млрд. м³ и 14,983 млрд. м³, что КИГ соответственно составили 90%, 60% и 40%. В целом, месторождения Куйи Сургил и Гарбий Куйи Сургил имеют высокую значению КИГ в период ОПЭ. Однако, по месторождению Куйи Шаркий Бердак не смотря на высокие значения среднего пластового давления наблюдается резкое снижение пластового давления из-за внедрения пластовых вод в зону

(E) ISSN: 3030-3214
Volume 3, № 3
2025

фильтрации газа.

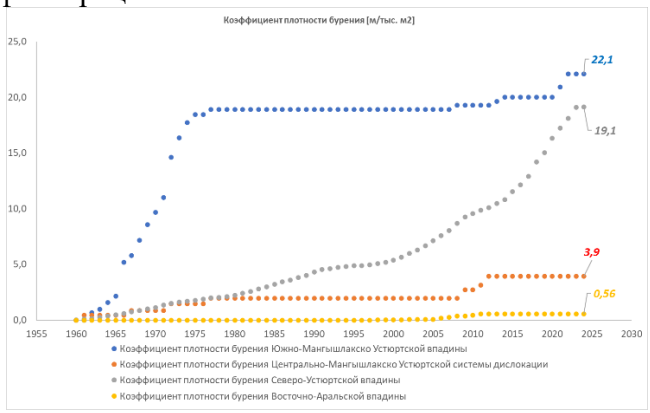

Рис.3. Динамика коэффициента плотности бурения по Восточно-Устюртскому региону в пределах I-го тектонического элемента.

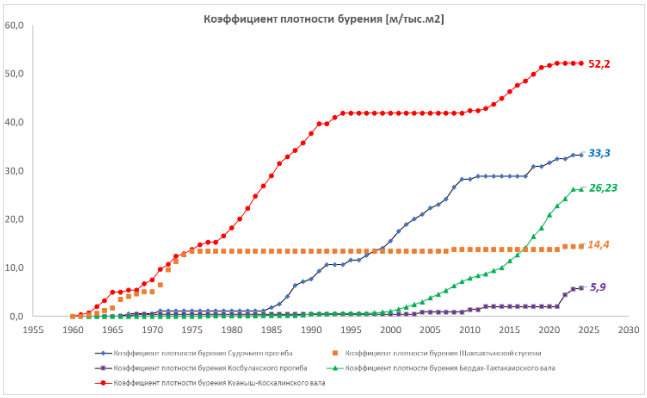

Рис.4. Динамика коэффициента плотности бурения по Восточно-Устюртскому региону в пределах II-го тектонического элемента.

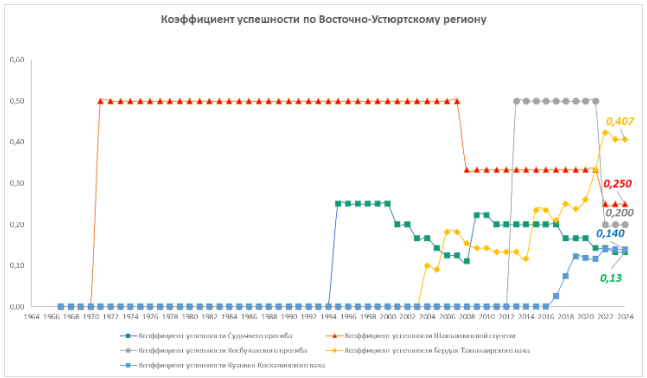

Рис.5. Динамика коэффициента успешности по Восточно-Устюртскому региону в пределах II-го тектонического элемента.

На оценку дренируемых запасов влияет то, что сформированная залежь ГКМ Куйи Шаркий Бердак является континентального типа. При этом, газонасыщенные пропластки за границей залежи имеют остаточное водонасыщение и проявляются вместе с газом с начала разработки. Его объем пропорционален создаваемой депрессии на пласт, устраивает преграду движению газа в зону отбора газа. На начальной стадии из-за достаточно высокой энергии пласта вода выносится на поверхность. Со временем, увеличение ее объема обуславливает более резкое снижение пластового давления [16; с. 120].

Рис.6. Динамика удельного показателя эффективности глубокого бурения по Восточно-Устюртскому региону.

Рис.7. Динамика коэффициента подтверждаемости ресурсов по Восточно-Устюртскому региону.

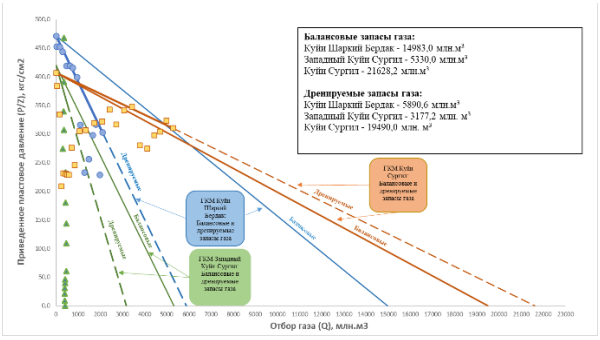

Рис.8. График зависимости приведенного пластового давления от отбора газа по ГКМ Куйи Шаркий Бердак, Западный Куйи Сургил и Куйи Сургил.

(E) ISSN: 3030-3214
Volume 3, № 3
2025

Переход разработки многих крупных газоконденсатных месторождений в нашей стране на последнюю стадию активизирует роль геолого-технических мероприятий (далее ГТМ) на этапах промышленной разведки и разработки месторождений и извлечения из них полезных флюидов [6: с. 214, 7; с. 320, 8; с. 412].

ГТМ - это комплекс геологических, технологических, технических и экономических мероприятий, направленных на реализацию решений проекта по разработке месторождений с целью максимального увеличения КИГ и извлечения пластовых флюидов из залежей [9; с. 528].

Благодаря ГТМ нефтегазодобывающие компании обеспечивают:

- максимальные использования эксплуатационных фондов за весь период разработки месторождений;
- максимальная выработка остаточных извлекаемых запасов до проектного значения;
- поддержание плановых показателей по добыче жидких и газообразных углеводородов;
- опробования и испытания на продуктивность отдельных участков залежей, упущенных на этапе разведки месторождений;
- улучшение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) призабойные скважинных зон (ПЗС) на добывающих и нагнетательных скважинах;
- выравнивание профиля приемистости нагнетательных скважин;
- улучшение работы глубинных скважинных оборудований и увеличение межремонтных период (МРП).

Для повышения эффективности выработки остаточных запасов из неоднородных сложно построенных коллекторов в последние годы (2017- 2024 гг.) предложено достаточно много геолого- технических мероприятий (ГТМ), включающих работы, которые проводятся на скважинах для регулирования процесса разработки месторождения, а также поддержания годовых плановых уровней добычи газа и газового конденсата. Благодаря ГТМ можно добиться выполнения проектных значений, установленных в проектных документациях по разработке для каждого конкретного месторождения. Кроме того, в зависимости от других мероприятий, ГТМ отличаются тем, что по результатам выполненных работ увеличивается объем добываемого газа и газового конденсата. Все работы, проводимые в скважинах, можно подразделить на капитальный и текущий ремонты. Геолого-технические мероприятия – это капитальный ремонт скважины (КРС), но иногда и текущие мероприятия могут быть отнесены к ГТМ. Геолого-технические мероприятия проводят на всех этапах разработки месторождений. Самые интенсивные из них осуществляются на более поздних этапах. Особенно актуально стоит вопрос по проведению ГТМ на старых месторождениях. Практика показывает, что каждые нефтегазодобывающие компании или предприятия сами определяют, какие работы относятся к ГТМ, а какие к другим ремонтам. На каждом месторождении индивидуально подбираются ГТМ. Они планируются каждый год, а в течение года могут корректироваться и меняться. В системе АО «Узбекнефтегаз» к ГТМ относят следующие работы: бурение эксплуатационных скважин, гидроразрыв пласта, обработка призабойной зоны кислотой, перевод на выше или нижележащий горизонт, одновременно раздельная эксплуатация, зарезка бокового ствола, углубление забоя скважин, перфорация под давлением в газовых средах, ремонтные изоляционные работы. Кроме того, к ГТМ могут быть отнесены и другие работы – реперфорация, возврат из консервации или бездействия и другие мероприятия. Все проводимые ГТМ обязательно оцениваются на эффективность путем проведения газодинамических и газоконденсатных исследований с глубинным замером до и после проведения.

Современные методы, направленные на повышение выработки уникальных остаточных запасов углеводородов и интенсификацию притока газа, опробованы на месторождениях в период 2017-2024 гг., из них на практике чаще всего в качестве ГТМ применялись: 1) уплотнение сетки проектных эксплуатационных и поисково-разведочных скважин; 2) бурение наклонно-направленных скважин (ННБ); 3) углубление оценочно-эксплуатационных скважин; 4) форсированный отбор флюидов с вводом в эксплуатацию компрессора низкого давления на ДКС Шарқий Бердак; 5) перфорация под давлением в газовых средах (ПВР

(E) ISSN: 3030-3214
Volume 3, № 3
2025

поддавлением); 6) изоляция обводненных зон под высоким давлением (РИР); 7) гидропескоструйная перфорация (ГПП); 8) гидравлический разрыв пласта (ГРП); 9) газодинамический разрыв пласта (ГДРП); 10) пороховой генератор давления ПГД-БК-150; 11) солянокислотная и глинокислотная обработка скважин (СКО и ГКО); 12) термобарохимическая обработка (ТБХО); 13) зарезка бокового ствола (ЗБС); 14) радиальное вскрытие пласта (РВП); 15) обработка забоя с твердыми и жидкими поверхностно-активными веществами (ТПАВ и ЖПАВ); 16) дострел и перестрел продуктивных пластов.

Промышленные испытания вышеназванных внедренных отечественных и зарубежных технологий, направленные на повышение пористости и проницаемости прискважинных зон, и вовлечение в промышленную разработку очень низкопроницаемых коллекторов, не всегда. На рисунке 9 приведены промысловые информации об эффективности практических методов проведения ГТМ с фактическими положительными результатами.

Результаты и обсуждение. При этом общий объем добычи природного газа Устюртским газодобывающим управлением в 2017-2024 годах составил 25,421 млрд м^3, из которых в результате проведенных мероприятий было добыто 12,183 млрд м^3 газа, то есть 48 % от общего объема газа. Технология довольно обширная, поэтому, не усугубляясь, обратим внимание на ряд важных положительных результатов, достигнутых после внедрения конкретных ГТМ в период 2017-2024 гг.:

1. По результатам ГРР было введено в эксплуатацию 35 скважин, из которых общий объем добытого газа составил 801,2 млн. м^3, или 6,6 % от общей части ГТМ;

2. По результатам эксплуатационного бурения было введено в эксплуатацию 178 скважин, из которых общий объем добытого газа составил 3 370,3 млн. м^3, или 27,6 % от общей части ГТМ;

3. ПВР под давлением выполнена на 93 скважинах, в результате по всем скважинам достигнуты положительные эффекты и общий объем добытого газа составил 795,8 млн. м^3, или 6,53 % от общей части ГТМ;

4. ГРП выполнен на 19 скважинах, из них на 13-ти получен промышленный приток газа, и общий объем добытого газа составил 414,6 млн. м^3, или 3,4 % от общей части ГТМ;

5. Удаление жидкости с забоя скважин твердым ТПАВ и ЖПАВ в 2023-2024 гг. выполнено на 93 скважинах, что позволило эксплуатировать сильно обводненные скважины без продувки с длительностью в среднем 10-12 дней. Применение жидкого ПАВ привело к восстановлению ранее простаивающих обводненных скв. №66 месторождения Шимолий Бердак, скв. №100 месторождения Шаркий Бердак. Общий объем добытого газа составил 3,4 млн. м^3, или 0,1 % от общей части ГТМ;

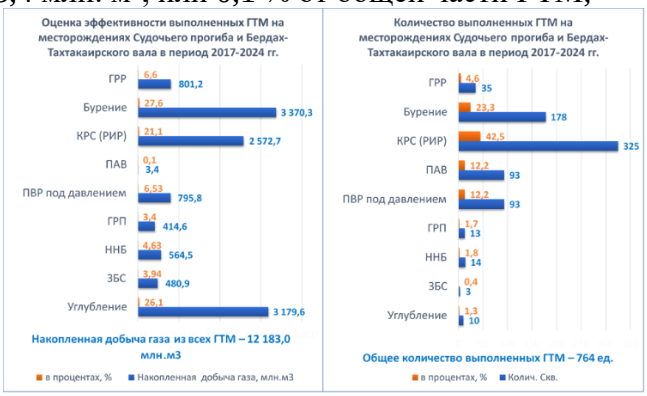

Рис.9. Промысловая информация об эффективности ГТМ по Устюртскому ГДУ.

6. ННБ выполнено на 14-ти скважинах, в результате практически на всех скважинах получен промышленный приток газа, и общий объем добытого газа составил 564,5 млн. м^3, или 4,63 % от общей части ГТМ;

7. В результате применения технологии ЗБС на 3-х скважинах удалось вскрыть продуктивные горизонты, насыщенные газом, за счет обхода аварийных труб на забое скважины. Общий объем добытого газа составил 480,9 млн. м^3, или 3,94 % от общей части ГТМ;

8. Углубление забоя выполнено на 8-ми скважинах, из них на 7-ми получен промышленный приток газа. При этом объем добытого газа составил 3 179,6 млн. м^3, или 26,1 % от общей части ГТМ;

9. КРС выполнен на 325 скважинах, в результате практически на всех скважинах получен промышленный приток газа и общий объем добытого газа составил 2 572,7 млн. м^3,

(E) ISSN: 3030-3214
Volume 3, № 3
2025

или 21,1 % от общей части ГТМ.

Все проводимые ГТМ обязательно оцениваются на эффективность путем проведения газодинамических и газоконденсатных исследований с профилями притока пласта (ГК+2ННК, PLT) и глубинным замером до и после проведения [13; с.145]. В процессе длительной эксплуатации месторождения в цементном камне отдельных эксплпуатационных скважин возникают трещины и полости, которые ликвидируют повторным цементированием под высоким давлением [14. с.386].

На рисунке 10 представлена внедренная геотехнологическая схема использования результатов ГДИ – ГКИ – ГИС – контроля за разработкой месторождений с глубинным замером для определения эффективности постоянно-действующих ГТМ на примере месторождений Устюртского газодобывающего управления, АО «Ўзбекнефтгаз». На первом этапе, до начала ГТМ на действующих скважинах проводятся ГДИ, ГКИ, ГИС для определения исходных данных: проницаемость пласта по газу, коэффициенты фильтрационного сопротивления, текущие газонасыщенности и водонасыщенности пласта, толщина газоотдающих и водаотдающих интервалов, высота столба жидкости на забое работающих скважин, эффективная пористость пласта, термобарические параметры пласта, и дебит скважин по газу, по конденсату и по воде. На втором этапе, после проведения ГТМ, также определяются вышеназванные параметры. В случае некорректного определения параметров пласта до и после ГТМ комплексные исследования скважины будут повторно проведены. На третьем этапе, на основании исходных данных производится оценка технологической эффективности ГТМ до и после проведения. Далее при помощи действующей нормативно-технической документацией определяется экономическая эффективность: срок окупаемости и рентабельности, а после разрабатывается технико-экономические обоснования проекта.

Заключение. В данной научной работе были проанализированы результаты поисковых работ 1960-2025 годов и изучена динамика прироста запасов и ресурсов, а также показатели годовой добычи региона в целом. На основе накопленных материалов составлены графики динамики коэффициентов плотности бурения региона, успешности поисково-разведочных работ, подтверждаемости ресурсов и удельной эффективности глубокого бурения.

Анализировано эффективности различных видов ГТМ по добывающим скважинам для повышения эффективности разведки и разработки нетрадиционных залежей. Фактически, ГТМ является неотъемлемой частью разведки и промышленной добычи газа в нефтегазоносных регионах. Несмотря на то, что не все виды ГТМ дают ожидаемые положительные результаты, вероятности на успех можно увеличить следующим образом:

- системного подхода к изучению геотехнологий, внедряемый в конкретном нефтегазовом регионе, опирающийся на геологические, геофизические, геохимические, геомеханические и промысловые факторы;

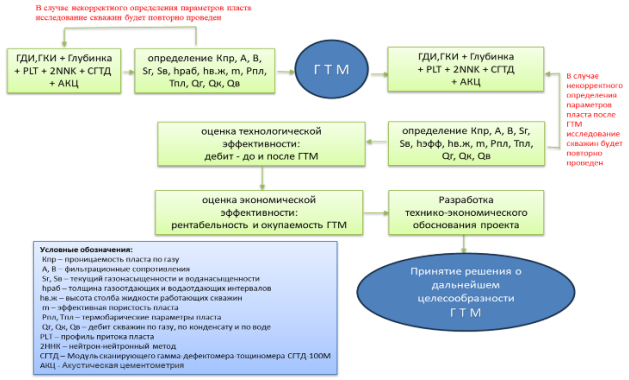

Рис.10. Внедренная геотехнологическая схема использования результатов ГДИ, ГКИ, ГИС-контроля за разработкой месторождений для определения эффективности ГТМ.

- системного подхода к снижению неопределенности исходных данных для планирования новых видов ГТМ;

- ранжирования территории исследований по степени разбуренноси тектонического элемента, успешности ГРР, подтверждаемости ресурсов и вовлекаемости разведанных запасов в ОПЭ или промышленную разработку;

- привлечения или обучения опытных специалистов с высококвалифицированными рабочими и инженерно-техническими кадрами, а также передовыми технологиями в области

(E) ISSN: 3030-3214
Volume 3, № 3
2025

нетрадиционных геотехнологий.

На заключительном этапе ГРР на месторождениях Куйи Сургиль, Гарбий Куйи Сургил и Куйи Шарки Бердак использовано метод падения давления для:

- достоверная идентификация извлекаемых запасов газа на этапе ОПЭ при отборе газа не более 10% от первоначальных запасов;
- ускорения промышленной разведки газоконденсатных месторождений.

Применение на практике геотехнологическую схему использования результатов ГДИ – ГКИ – ГИС – контроля за разработкой месторождений с глубинным замером на примере месторождений Устюртского газодобывающего управления, позволил научно обоснованно определять объемы всех видов ГТМ и более достоверно планировать их результаты.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Стрельченко В.В. Геофизические исследования скважин. –М.: –Недра, 2008. –551 с.
2. Орынбаев Б. А., Хайитов О. Г. Новый взгляд на перспективы нефтегазоносности глубокозалегающих домеловых отложений Восточно-Устюртского нефтегазоносного региона на примере Республики Узбекистан // Известия высших учебных заведений. Горный журнал. 2025. –№ 1. –С.66–77.
3. Абдуллаев Г.С., Богданов А.Н., Эйдельнант Н.К. Современное состояние и перспективы развития геологоразведочных работ на нефть и газ в Устюртском регионе Республики Узбекистан. Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2019. –Т.14. –№1. – С.1 – 28.
4. Абидов А.А. Нефть ва газ геологияси русча-ўзбекча изоҳли луғат. –Тошкент, – Ўзбекистон миллий энциклопедияси, Давлат миллий нашриёти, 2000. –528 с.
5. Акрамов Б.Ш., Хайитов О.Г., Орынбоев Б.А. Особенности разведки и разработки газоконденсатных месторождений Восточно Устюртского нефтегазоносного региона // Нефтегазоносность и геоэкологические проблемы Каспийского региона. МНПК чтения Хошбахта Юсифзаде. 4-5 декабря 2024. г.Баку, Азербайджан. –С.64–66.
6. Вяхирев Р.И., Коротаев Ю.П. Теория и опыт разработки месторождений природных газов. – М.: –“Недра”, 1999. – 412 с.
7. Гафаров Н.А., Гулев В.Л., Карнаухов С.М., Соколов В.И., Гризик А.Я. и др. Новый взгляд на перспективы нефтегазоносности Восточного Устюрта. –М.: –ООО «Издательсткий дом Недра», –2010. – 61 с.
8. Орынбаев Б.А. Особенности разработки газонефтяных месторождений Узбекистана. // Материалы II Международного научного симпозиума «Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов», 15-16 сентября 2009г., –М.: –С. 63 – 70.
9. Правила разработки и газовых и газоконденсатных месторождений в Республике Узбекистан. Утверждено приказом Государственной инспекции Республики Узбекистан «Саноатконтехназорат» №34 от 14.02.2007г. –Ташкент – 2008. –250с.
10. Кравченко М.Н. Ресурсный потенциал углеводородов нижнесреднеюрских и доюрских глубокозалегающих горизонтов осадочного чехла Северных районов Западной – Сибирской нефтегазоносной провинции: Автореферат на соиск. учен. степ. канд. геол.-мин. наук. –М.: 2012. –24 с.
11. Милосердова Л.В. Геология, поиск и разведка нефти и газа. М.: – МАКС Пресс, 2007. – 320 с.
12. Абдуллаев Г.С., Богданов А.Н., Эйдельнант Н.К. Современное состояние и перспективы развития геологоразведочных работ на нефть и газ в Устюртском регионе Республики Узбекистан. Нефтегазовая геология. Теория и практика. –2019. –Т.14. –№1. –С.1 – 28.
13. Уметбаев В.Г. Геолого-технические мероприятия при эксплуатации скважин. –М.: –Недра. 1989. –214 с.
14. Стрельченко В.В. Геофизические исследования скважин. М.: –Недра, –2008. –551 с.